

University of Groningen

Hybride aansluiting van windenergie op zee via grensoverschrijdende kabels

Nieuwenhout, C. T.

Published in:
 Nederlands Tijdschrift voor Energierecht

IMPORTANT NOTE: You are advised to consult the publisher's version (publisher's PDF) if you wish to cite from it. Please check the document version below.

Document Version
 Publisher's PDF, also known as Version of record

Publication date:
 2022

[Link to publication in University of Groningen/UMCG research database](#)

Citation for published version (APA):
 Nieuwenhout, C. T. (2022). Hybride aansluiting van windenergie op zee via grensoverschrijdende kabels: Europeesrechtelijke problemen en oplossingen. *Nederlands Tijdschrift voor Energierecht*, 2022(1), 13-20.

Copyright

Other than for strictly personal use, it is not permitted to download or to forward/distribute the text or part of it without the consent of the author(s) and/or copyright holder(s), unless the work is under an open content license (like Creative Commons).

The publication may also be distributed here under the terms of Article 25fa of the Dutch Copyright Act, indicated by the "Taverne" license. More information can be found on the University of Groningen website: <https://www.rug.nl/library/open-access/self-archiving-pure/taverne-amendment>.

Take-down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Downloaded from the University of Groningen/UMCG research database (Pure): <http://www.rug.nl/research/portal>. For technical reasons the number of authors shown on this cover page is limited to 10 maximum.

Hybride aansluiting van windenergie op zee via grensoverschrijdende kabels: Europees-rechtelijke problemen en oplossingen

C.T. Nieuwenhout LLM

1. Inleiding

In de afgelopen jaren hebben de Noordzee-kuststaten ambitieuze doelen gesteld voor de realisatie van windenergie op zee. De doelstelling van Nederland is om 11,5 GW in 2030 en 38 tot 72 GW in 2050 te realiseren. De doelstellingen van het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Duitsland zijn respectievelijk 40 GW, 8,6 GW en 30 GW in 2030.¹ Bij het invullen van deze ambities is het in sommige gevallen logischer om een windpark niet meer alleen aan te sluiten op het transportnetwerk van één lidstaat (een zogenaamde "radiale" aansluiting), maar om een windpark ook aan te sluiten op het transportnetwerk van een andere lidstaat. Hierdoor wordt naast de aansluiting van een windpark interconnectiecapaciteit gecreëerd. Gezien de duale (hybride) functie van deze kabels worden deze kabels vaak 'hybride' kabels genoemd. Voordelen van een hybride kabels zijn dat deze efficiënter worden gebruikt, namelijk niet alleen voor het transport van windenergie maar

ook voor grensoverschrijdende elektriciteitshandel. Bovendien kan de invoeding van grote hoeveelheden windenergie verdeeld worden over meer kuststaten, wat de systeemveiligheid ten goede komt en de totale hoeveelheid hernieuwbare energie die het systeem aan kan, vergroot.² Het gevolg van hybride kabels is echter dat wanneer zij als interconnectoren worden bestempeld en er op een dergelijke interconnector elektriciteit wordt ingevoerd, deze invoeding plaats vindt tussen twee lidstaten en daarmee tussen twee biedzones.

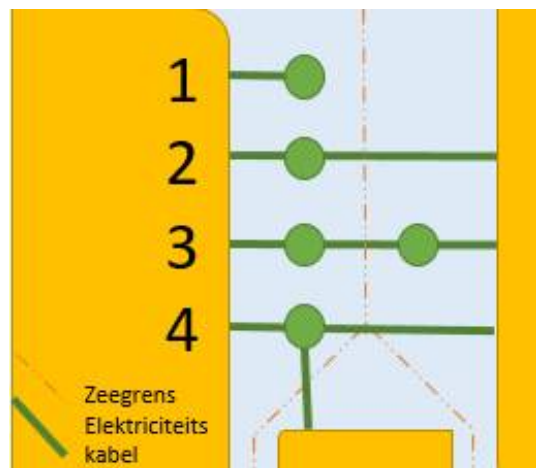
Het eerste windpark dat op deze manier is aangesloten is windpark *Kriegers Flak* in de Oostzee³ en inmiddels maken zowel Nederland als België plannen voor soortgelijke verbindingen met het Verenigd Koninkrijk.⁴ In de verdere toekomst maken de kuststaten ook plannen voor energie-eilanden⁵ en een

1. Rijksoverheid, Programma Noordzee 2022-2027 (Bijlage van het Nationaal Water Programma 2022-2027), p. 57; <https://www.great.gov.uk/international/content/investment/sectors/offshore-wind/>; <https://windeurope.org/newsroom/news/new-german-government-to-speed-up-wind-energy-expansion/#>. Denemarken: Optelsom van bestaande capaciteit, geplande capaciteit en extra capaciteit die in dec 2021 is afgesproken dmv Aftale mellem regering og Socialistisk Folkeparti, Radikale Venstre, Enhedslisten, Alternativet og Kristendemokraterne om: Finansloven for 2022 (6. december 2021), p. 11. Op 18 mei hebben de staatshoofden en energieministers van Nederland, Duitsland, België en Denemarken in de 'Esbjerg Verklaring' nog herbevestigd dat de gezamenlijke ambities van deze landen in 2030 optellen tot 65 GW in 2030 en 150 GW in 2050: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/publicaties/2022/05/18/the-esbjerg-declaration-on-the-north-sea-as-a-green-power-plant-of-europe>.
2. Zie bijvoorbeeld A. Flament, P. Joseph et al., 'NorthSeaGrid Study Final Report' (2015), pp. 43-44.
3. Hierdoor is een extra verbinding tussen Duitsland en Denemarken, *Kriegers Flak Combined Grid So-*

lution, gerealiseerd. Meer informatie is beschikbaar op: en.energinet.dk/Infrastructure-Projects/Projektliste/KriegersFlakCGS. Zie ook C.T.Nieuwenhout, 'Offshore Hybrid Grid Infrastructures: The Example of the Kriegers Flak Combined Grid Solution' in *European Energy Law Report XII*, Intersentia 2018.

4. Dit gaat over respectievelijk IJmuiden Ver (<https://www.tennet.eu/nl/tinyurl-storage/nieuws/national-grid-entennet-ontwikkelen-een-visie-om-offshore-windparken-te-verbinden-met-groot-brittann/>) en Nautilus Interconnector (<https://www.elia.be/nl/infrastructuur-en-projecten/infrastructuurprojecten/nautilus>).
5. Vanuit Nederland en Denemarken wordt gekeken naar de ontwikkeling van een energie-eiland in de Noordzee onder de naam North Sea Wind Power Hub, met mogelijk verbindingen naar Nederland, Denemarken, Duitsland, Noorwegen en het VK. Daarnaast kijkt Denemarken ook naar de ontwikkeling van energie-eilanden in de Oostzee, bijvoorbeeld op Bornholm. Zie respectievelijk <https://northseawindpowerhub.eu/en> en <https://en.energinet.dk/About-our-news/News/2021/01/20/LoI-energy-island-baltic-sea> voor meer informatie.

Noordzee-energienetwerk,⁶ waardoor hybride verbindingen een bredere toepassing krijgen. Het huidige Europese recht voor grensoverschrijdende elektriciteitsinfrastructuur houdt echter geen rekening met hybride kabels, waardoor het in de praktijk lastig is om hybride verbindingen te realiseren, zowel simpele *bilaterale* hybride verbindingen als ingewikkeldere constructies.



Afbeelding 1: Manieren om windpark (groene cirkel) aan te sluiten: 1 Radiaal; 2 Windpark aangesloten op twee landen (hybride); 3 Twee windparken aangesloten op twee landen (hybride); 4 Een energie-eiland aangesloten op drie landen. Bron: C.T. Nieuwenhout, eigen productie.

Dit artikel zal allereerst ingaan op het regelgevend kader dat van toepassing is op hybride kabels, deze waar relevant toepassen op de Nederlandse situatie en ingaan op de belemmeringen die het regelgevend kader opwerpt om hybride kabels te realiseren. In het tweede deel worden drie verschillende manieren uiteengezet waarop deze belemmeringen kunnen worden weggenomen: (1) via een systeem van vrijstellingen of derogaties, (2) door het regelgevend kader aan te passen of (3) door het introduceren van een nieuw model van biedzones gebaseerd op kleine biedzones bestaande uit één of enkele windparken. Het derde deel van het artikel werkt de derde optie nader uit. Het artikel wordt afgesloten met een conclusie en enkele aanbevelingen over de introductie van kleine biedzones.

1.1. Huidig EU-recht voor grensoverschrijdende stroomverbindingen

Voordat het juridisch kader verder wordt uitgediept, is het relevant te weten dat het begrip 'interconnector' verschillend gedefinieerd wordt in de Europese Elektriciteitsrichtlijn en -verordening, namelijk respectievelijk als "uitrusting om elektriciteitssystemen onderling te koppelen"⁷ en als "transmissieleiding die een grens tussen lidstaten overschrijdt of overspant en de nationale transmissiesystemen van de lidstaten onderling koppelt."⁸ Voor een hybride verbinding zal de definitie in de Elektriciteitsrichtlijn alle kabels van kust tot kust omspannen, terwijl de veel engere definitie van de Elektriciteitsverordening (hierna E-Verordening) waarschijnlijk alleen het gedeelte van het project omvat dat vanaf het windmolenpark de (zee)grens overschrijdt. De meeste regels met betrekking tot interconnectoren zijn opgenomen in de E-Verordening, dus dat maakt de engere definitie het meest relevant voor dit artikel. Overigens is de E-Verordening niet eenduidig. Terwijl sommige regels niet alleen van toepassing zijn op landsgrenzen maar ook op biedzonegrenzen, richten andere zich juist wel alleen op landsgrensoverstijgende verbindingen.⁹ Kortom, de verschillen tussen de definities en de toepassing van verschillende termen in de Verordening scheppen al een ingewikkelde uitgangspositie voor hybride kabels onder EU-recht.

Desalniettemin is het duidelijk dat de Europese wetgever heeft getracht om de nationale elektriciteitsmarkten open te breken door grens- (en biedzone-) overstijgende verbindingen te beschermen. In eerdere versies van de E-Verordening heeft dat geleid tot de regel dat marktdeelnemers de beschikking krijgen over "de maximale capaciteit van de interconnecties en/of de maximale capaciteit van de transmissienetwerken waarmee grensoverschrijdende capaciteit wordt verzorgd, (...)." ¹⁰ Het bleek echter dat deze formulering netbeheerders de ruimte gaf om te spelen met de capaciteit van grensoverschrijdende verbindingen om congestieproblemen op het interne elektriciteitsnet op te lossen.¹¹ Hoewel dit gedrag sowieso

6. CT Nieuwenhout, 'Regulating Offshore Electricity Infrastructure in the North Sea: Towards a New Legal Framework' (Dissertatie, Rijksuniversiteit Groningen 2020), p. 1-2; J. Moore et al., 'Deliverable 12.4 – Final Deployment Plan' PROMOTioN (2020) (hierna: PROMOTioN Final Deployment Plan (2020)).

7. Richtlijn 2019/944 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit, OJ L 158, 14.6.2019, art. 2(39).

8. Verordening 2019/943 betreffende de interne markt voor elektriciteit, OJ L 158, 14.6.2019 (hierna: E-Verordening), art. 2(1). Voor kritiek op deze verschillende definities en de consequenties ervan, zie J. Rumpf, 'Congestion Displacement in European Electricity Transmission Systems – Finally Getting a Grip on It? Revised Safeguards in the Clean Energy Package and the European Network Codes' (2020) 38(4) Journal of Energy and Natural Resources Law, fn 4.

9. Bijvoorbeeld: in E-Verordening, art. 16(8), een cruciaal artikel voor deze materie, wordt interconnectiecapaciteit geïnterpreteerd als zoneoverstijgende capaciteit. Echter, in art. 63 van dezelfde Verordening is de mogelijkheid voor het toepassen van een uitzonderingspositie wel beperkt tot (echte) interconnectoren en worden andere (biedzone-overstijgende) verbindingen niet genoemd.

10. Dit is in de huidige E-Verordening art. 16(4). In de directe voorganger, Verordening (EU) 714/2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit, OJ L 211, 14.8.2009, was dat art. 16(3). In Verordening (EG) nr. 1228/2003 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit, OJ L 176, 15.7.2003 was dat art. 6(3).

11. Besluit van de Europese Commissie 14-4-2010, Case 39351 – Swedish Interconnectors, OJ C142/28, para 38-41. Besluit van de Europese Commissie 7-12-2018, Case AT.40461 DE/DK Interconnector, C(2018) 8132 Final, para 29-33; zie ook Rumpf (2020), p. 411 en verder.

niet in overeenstemming is met het huidige regelgevend kader,¹² heeft de EU-wetgever dit toch verduidelijkt door in de nieuwe E-Verordening in art. 16(8) toe te voegen dat de "maximale capaciteit" vastgesteld wordt op minimaal 70% van de totale capaciteit van zoneoverstijgende verbindingen.¹³ Beide regels (zowel de originele als de 70%-regel) zijn van toepassing op hybride verbindingen.

Hoewel reguliere (niet-hybride) onderzeese verbindingen meestal zonder problemen aan de 70%-norm voldoen,¹⁴ is dit anders voor hybride verbindingen. Als wordt voldaan aan de Europese norm en zo veel mogelijk capaciteit op een non-discriminatoire manier beschikbaar te maken voor marktpartijen, kan dezelfde capaciteit niet meer worden aangeboden aan de offshore windparken die op de verbinding zijn aangesloten. Voor de aangesloten windparken ontstaat hierdoor een nadeel ten opzichte van andere offshore windparken (en onshore partijen). In de Nederlandse situatie betekent dit dat de eigenaar van het te ontwikkelen windpark bij IJmuiden Ver moet deelnemen aan capaciteitsveilingen om de stroom te vermarkten,¹⁵ terwijl de eigenaar van het windpark op kavel Hollandse Kust Zuid een gegarandeerde transportcapaciteit van 700 MW naar de Nederlandse elektriciteitsmarkt toe heeft.¹⁶

Kortom, het opvolgen van de Europese regels met betrekking tot beschikbaar te stellen capaciteit op interconnectoren (E-Verordening art. 16(4) en (8)) leidt tot discriminatie tussen aangesloten: deze twee onderdelen van Europees energierecht, non-discriminatie van verschillende marktpartijen die toegang willen tot een interconnector, en non-discriminatie

tussen verschillende aangesloten in een overigens vergelijkbare situatie, spreken elkaar tegen.

2. Uitzonderen, veranderen of vermijden?

Er zijn tenminste drie manieren om met het Europese regelgevend kader om te gaan.¹⁷ De eerste mogelijkheid is het accepteren van het regelgevend kader zoals het is, waarbij voor de onwenselijke uitkomsten een individuele uitzonderingspositie per project wordt gecreëerd. Zo biedt de E-Verordening de mogelijkheid van een vrijstelling voor nieuwe interconnectoren van de regels voor dertentoegang.¹⁸ Dit is mogelijk een aanknopingspunt. Een andere mogelijkheid is de derogatiemogelijkheid voor kleinschalige systemen.¹⁹ Het is de vraag of de derogatiemogelijkheid voor kleinschalige systemen bedoeld was voor grensoverschrijdende verbindingen van honderden megawatts, maar de Europese Commissie heeft onlangs een derogatie voor *Kriegers Flak Combined Grid Solution* goedgekeurd en geeft daarmee een ruime interpretatie aan het artikel.²⁰ Door deze derogatie kan voor het project het marktmodel worden gehanteerd waarbij de capaciteit eerst beschikbaar is voor de windmolenparken en de resterende capaciteit volgens art. 16(4) E-Verordening voor alle marktpartijen beschikbaar komt. Dit project is gerealiseerd onder het recht zoals dat gold vóór 2019, dus de 70% regel was hier nog niet van toepassing.²¹ Dit project verschilt echter van toekomstige hybride verbindingen omdat het een ver-

12. Er is dan namelijk sprake van discriminatie tussen interne en grensoverschrijdende elektriciteitsstromen, Commissiebesluit DE/DK Interconnector, paragrafen 37-39 en 56-64. Commissiebesluit (Swedish Interconnectors), paragrafen 42-44. Ook HVJEU C-17/03 VEMW v Directeur van de Dienst uitvoering en toezicht energie, 7 Juni 2005, ECLI:EU:C:2005:362 is hierbij relevant. Verdere bronnen over dit onderwerp: M. Sadowska, B. Willems, 'Power Markets Shaped by Antitrust', *European Competition Journal* [2013] 9 – 131; P.D. Cameron, *Competition in energy markets*, 2nd Edition Oxford, 2007 pp. 304-308; C. Bergqvist, I. Herrera Anchustegui, 'Uses and Abuses of EU Competition Law in Energy' in T.S. Hunter e.a. (eds), *Routledge Handbook of Energy Law* (Routledge 2020), hoofdstuk 2.2.

13. Het kwantificeren heeft als extra toegevoegde waarde dat de bewijslast hierdoor makkelijker wordt voor de Europese Commissie in het geval van vermoede overtreding van art. 16(4): als de capaciteit regelmatig onder 70% zit, is het aan de netbeheerder om zich te verdedigen waarom dat het geval is.

14. Dit wordt gemonitord door ACER. Het blijkt dat gelijkstroom (HVDC) verbindingen hierin verschillen van wisselstroom (AC) verbindingen. De laatste blijken vaker een lager percentage te hebben, vanwege technische redenen. De meeste onderzeese interconnectoren zijn HVDC. Voor de onderliggende cijfers: ACER 'ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU in the Second Semester of 2020' (Juni 2021); ACER 'Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU in the First Semester of 2020' (December 2020) – de data voor 2021 zijn nog niet beschikbaar.

15. Hierbij speelt ook nog de vraag of de op zee opgewekte elektriciteit direct in Engeland vermarkt kan worden door de eigenaar, of dat deze gebonden is om de elektriciteit te vermarkten in Nederland, bijvoorbeeld als subsidievoorwaarde. In deze context is de zaak HvJEU, C-573/12 Ålands vindkraft AB v Energimyndigheten, 1 Juli 2014, ook relevant.

16. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 'Ontwikkelkader windenergie op zee' vastgesteld in de Ministerraad van 20 mei 2020, p. 19.

17. Als vierde manier zou men kunnen opperen om de capaciteit van de onderzeese kabels zó groot te maken, dat de capaciteit van een windpark binnen de resterende 30% past en de netbeheerder nog steeds de 70%-norm kan vervullen. Dit is echter een schijnoplossing, omdat dit alsnog niet klopt met art. 16(4) Verordening, en omdat het leidt tot veel grotere kabelcapaciteit dan economisch gezien verantwoord is; wat ook niet past binnen de norm dat een netbeheerder ook efficiënt behoort te zijn, E-Richtlijn art. 40(1)a.

18. E-Verordening, art. 63 refereert aan E-Richtlijn art 6, waarin dertentoegang wordt geregeld.

19. E-Verordening, art. 64.

20. Commission Decision (EU) 2020/2123 of 11 November 2020 granting the Federal Republic of Germany and the Kingdom of Denmark a derogation of the Kriegers Flak combined grid solution pursuant to Article 64 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council; OJ L-426/35.

21. Inmiddels is deze regel in principe wel van toepassing, ook op bestaande projecten. De vrijstelling ziet dan ook onder andere op vrijstelling van art. 16(8), zie overweging (10) en volgend van het Commissiebesluit in de noot hierboven.

binding vormt met twee al eerder bestaande windparken die al op het Duitse net aangesloten waren (Baltic 1 en Baltic 2). Het was in dit project van groot belang dat de bestaande rechten en de marktsituatie voor deze windparken niet zouden worden aangetaast door de extra verbinding. Deze situatie is echter niet van toepassing bij mogelijke toekomstige projecten zoals IJmuiden Ver of Nautilus. Bovendien is het voor de eenheid van het recht van belang dat derogaties en uitzonderingen niet de regel worden, zeker met het oog op de grote offshore energie-ambities van de Noordzee- (en Oostzee-)landen.

Naast de hierboven besproken aanpak met individuele uitzonderingen is een tweede manier om de realisatie van hybride verbindingen mogelijk te maken, de oorzaak aan te pakken en het EU-recht met betrekking tot deze verbindingen aan te passen. De problematiek voor hybride verbindingen wordt op dit moment enigszins erkend in de E-Verordening, overweging (66):

"Ook offshore-elektriciteitsinfrastructuur met dubbele functionaliteit (zogenaemde "hybride offshore-installaties"), waarbij vervoer van offshore windenergie naar de kust wordt gecombineerd met interconnectoren, moet in aanmerking komen voor vrijstelling, bijvoorbeeld in het kader van de regels die voor nieuwe gelijkstroominterconnectoren gelden. Waar nodig moet in het regelgevingskader rekening worden gehouden met de specifieke situatie van die installaties om belemmeringen voor de realisatie van maatschappelijk kostenefficiënte hybride offshore-installaties weg te nemen."

Hoewel deze overweging tot nu toe nog niet geleid heeft tot veranderingen in het operationele deel van de Verordening,²² zou het wel een haakje kunnen zijn om het wet- en regelgevingskader in de toekomst aan te passen. Concreet zou een specifieke regel voor hybride verbindingen geïntroduceerd kunnen worden als *lex specialis* op het algemene juridisch kader voor

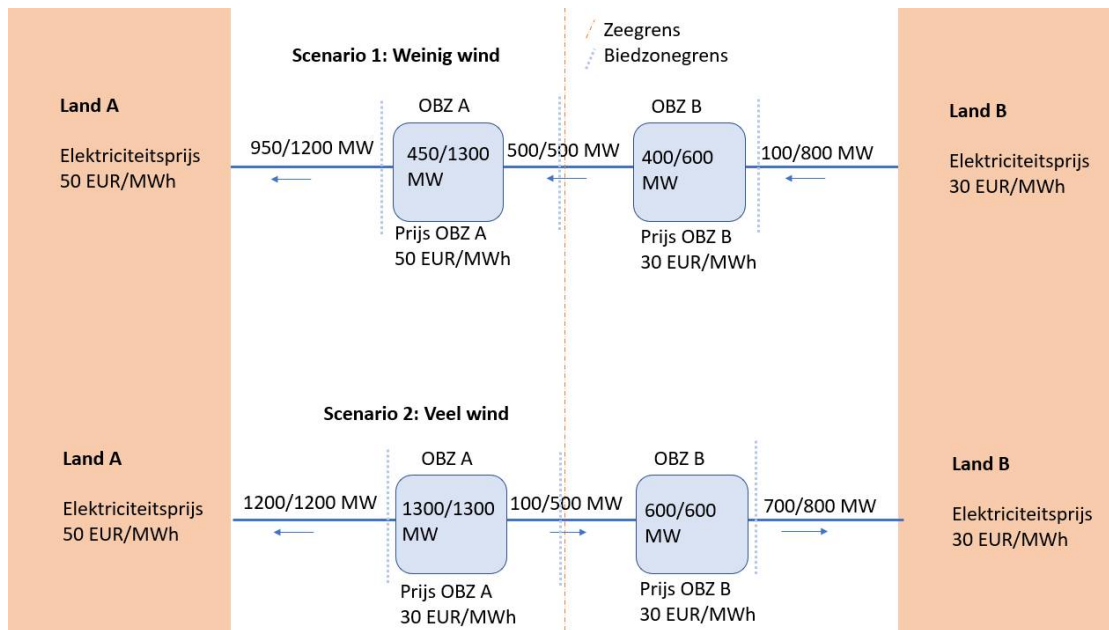
grens- en zoneoverstijgende verbindingen, waarmee de regels rond beschikbare capaciteit op hybride interconnectoren verder gespecificeerd worden. Het aanpassen van de E-Verordening is echter geen realistische optie op korte termijn. Verder is deze wetgeving recent herzien en geïmplementeerd (2019-2020), en is er op korte termijn ook geen natuurlijk moment waarbij een wijziging voor hybride verbindingen meegenomen kan worden. Aangezien projecten als IJmuiden Ver en Nautilus in de komende jaren vorm moeten krijgen, zal het wachten op aanpassing van EU-recht voor deze projecten waarschijnlijk geen optie zijn. Deze projecten zullen er eerder voor kiezen om voorlopig niet te investeren in hybride functionaliteit en windparken 'radiaal' aan te sluiten. Dit zou een gemiste kans zijn.

De derde manier waarop hybride projecten gerealiseerd kunnen worden en waarbij geen wijziging in de E-Verordening nodig is, is het introduceren van een nieuw marktmodel. De huidige barrières worden gecreëerd door de combinatie van het juridisch kader van de E-Verordening met de huidige benadering van biedzones (vastgestelde zones waarin één elektriciteitsgrootandelsprijs geldt). In de huidige situatie verkopen windmolenparken in de Nederlandse Exclusieve Economische Zone (EEZ) hun elektriciteit standaard in de Nederlandse biedzone (de "thuismarkt" ofwel 'home market'),²³ omdat de Nederlandse EEZ bij de nationale biedzone van Nederland hoort. De afstand of beschikbare netcapaciteit tussen het (offshore) windpark en de koper maakt daarbij niet uit. Daardoor profiteren de kopers van de presumptie van een 'koperen plaat' waarbinnen elektriciteit vrijelijk van verkoper naar koper kan stromen zonder congestie.²⁴

Een alternatief biedzonemodel is een systeem met kleine biedzones, van één of enkele windparken. In de kleine (offshore) biedzone wordt lokaal een marktprijs gecreeërd op basis van de beschikbare capaciteit naar naburige zones (zie afbeelding 2 voor een rekenvoorbeeld).

22. Het moet ook gezegd worden dat deze overweging pas in een vrij laat stadium van het wetgevingsproces is toegevoegd.
23. Deze terminologie wordt veel gebruikt in beleidsstukken, zie bijvoorbeeld Europese Commissie, 'Guidance on Electricity Market Arrangements', SWD(2020) 273 final, 19.11.2020 (hierna: EC Guidance on Electricity Market Arrangements), p. 8

24. Dit wil niet zeggen dat er geen congestie is binnen een biedzone. Het betekent alleen dat het oplossen van deze congestie niet bij koper/verkoper ligt (en verdisconteerd is in de prijzen zoals bij grensoverschrijdende handel), maar bij de netbeheerder, die verschillende instrumenten kan inzetten (zoals redispatch). De instrumenten die aan een netbeheerder ter beschikking staan voor het oplossen van interne congestie zijn benoemd in de E-Verordening en de bijbehorende Europese Netcodes. Zie ook Nieuwenhout (2020), p. 78. Rumpf (2020), p. 417.



Afbeelding 2: Capaciteitsverdeling en prijseffect van kleine biedzones bij weinig of veel wind. Bron: C.T. Nieuwenhout, eigen productie.

Door dit systeem te introduceren zijn windparken minder afhankelijk van hun "thuisland", aangezien ze hun elektriciteit nu ook kunnen aanbieden in het andere land waar ze op aangesloten zijn. De capaciteit tussen de biedzone en de verschillende landen kan wel verdeeld worden volgens de bestaande capaciteitsverdelingsregels, inclusief de 70% regel.

De Europese Commissie heeft al aangekondigd het idee van kleine biedzones interessant te vinden; het past goed binnen de principes van het EU-energie-recht als marktgebaseerde oplossing,²⁵ en het zorgt ervoor dat structurele congestie wordt gemarkeerd door een biedzonegrens. Dit is volgens de E-verordening al de bedoeling,²⁶ maar blijkt in de praktijk niet altijd het geval.²⁷ De introductie van kleine biedzones heeft echter significante gevolgen, zowel voor de netbeheerder als voor de aangesloten windparken. In het volgende deel van het artikel wordt nader ingegaan op hoe kleine biedzones werken, en welke directe gevolgen en bij-effecten er ontstaan bij invoering van dit nieuwe systeem.

3. Kleine biedzones: juridische en praktische overwegingen

Kleine biedzones geven de lokale marktsituatie van schaarste of overvloed beter weer dan de grote, vaak

nationaal georiënteerde biedzones die honderden kilometers overspannen.²⁸ Zeker wanneer er veel extra windenergie op zee wordt gebouwd, is het belangrijk dat de marktsituatie aansluit bij de natuurkundige realiteit, namelijk dat het soms niet mogelijk is om alle energie die op zee geproduceerd wordt, naar hetzelfde land te vervoeren. Met het kleine-biedzone-systeem is het bovendien mogelijk om hybride verbindingen te realiseren onder het huidige regelgevend kader zoals hierboven geschetst. Het is echter wel een grote verandering ten opzichte van het huidige systeem, met implicaties waaraan bij de invoering van het systeem specifiek aandacht moet worden besteed.

3.1. Prijsvorming en herverdeling inkomsten

Een eerste implicatie is het verschil in prijsvorming en de herverdeling van de inkomsten ten opzichte van het huidige systeem. Een economisch principe is dat de marktprijs wordt bepaald doordat vraag en aanbod elkaar ontmoeten. In een offshore biedzone zal echter weinig tot geen elektriciteitsconsumptie plaatsvinden en is er dus geen directe vraag.²⁹ De prijs wordt daarom bepaald door de vraag in naburige biedzones. Is er een mogelijkheid om stroom te

25. European Commission, 'Guidance on Electricity Market Arrangements: A Future-Proof Market Design for Offshore Renewable Hybrid Projects' SWD (2020) 273 final, 19.11.2020, p. 9.

26. Verordening (EU) 2019/943, art. 14(1), zie ook Nieuwenhout (2020), p. 89.

27. Zo blijkt dat het in de reguliere (onshore) elektriciteitsnetten lastig is om de biedzonegrenzen te veranderen, ook al is er sprake van structurele congestie. Dat heeft eerder te maken met politieke en economische overwegingen dan met juridische, want de procedure voor biedzonerevisie is op zich duidelijk en niet te omslachtig. Verordening (EU) 2019/943, art. 14, en Verordening (EU)

2015/1222 van de Commissie tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer (in het Engels CACM), OJ L197/24 2015, art. 32 en 33.

28. De meeste biedzones sluiten aan bij de landsgrenzen (en zeegrenzen) van de lidstaten. Hierop zijn wel enkele uitzonderingen: Denemarken heeft twee biedzones, en Noorwegen en Italië respectievelijk zelfs vijf en zes.

29. De enige uitzonderingen die hier de komende tijd op te verwachten zijn, zijn geëlektrificeerde gasproductieplatforms die toevallig in de buurt liggen, en energie-opslag of conversie.

exporteren naar het vasteland, dan volgt de offshore biedzone de prijs die op basis van vraag en aanbod tot stand komt in deze biedzone. Bij een hybride project kan worden gekozen tussen verschillende naburige biedzones (minstens twee, maar meer is ook mogelijk).³⁰ In dat geval zal de offshore biedzone de prijs aannemen van de hoogste biedzone *waarnaar nog transportcapaciteit beschikbaar is*, zoals visueel gemaakt in afbeelding 2. Dit systeem werkt zowel met een simpele hybride kabel tussen twee landen, als met een meer ingewikkeld systeem met drie of meer verbonden landen. Dit marktmodel is dus ook toe te passen op een groter Noordzeenet, of bijvoorbeeld op energie-eilanden, en is daarmee geschikt voor toekomstige ontwikkelingen.³¹

De verbinding richting de hoogste biedzone zal vaak volgeboekt zijn, waardoor de offshore biedzone de prijs aanneemt van de een-na-hoogste biedzone. Dat betekent dat windparken aangesloten via dit systeem met een gemiddeld lagere elektriciteitsprijs genoeg moeten nemen dan wanneer ze aangesloten zouden zijn op een radiale aansluiting.³² Deze lagere opbrengsten kunnen leiden tot een hogere subsidiebehoefte, of, in het geval van negatieve subsidies (zoals door veilingen voor beschikbare windkavels) een lagere kavelopbrengst voor de staat. Tegelijkertijd krijgt de netbeheerder extra congestie-inkomsten als er in plaats van een radiale kabel een hybride kabel wordt aangelegd. Zo leidt de invoering van een kleine-biedzones-systeem tot een andere inkomstenverdeling tussen de netbeheerder en de windparkeigenaar. Dit is ook becijferd in verschillende studies.³³

Het is niet mogelijk om de netbeheerder te verplichten deze extra inkomsten aan de windparkeigenaar(en) te betalen, om de scheve inkomstenverdeling ten opzichte van het huidige systeem te voorkomen. Het toekennen van het congestie-inkomen aan één specifieke groep marktdeelnemers wordt verboden in de E-Verordening.³⁴ De E-Verordening specificeert ook waar congestie-inkomsten wél aan uitgegeven mogen worden, zoals het instandhouden of uitbreiden van grensoverschrijdende netcapaciteit.³⁵ Ten slotte mag een netbeheerder – na toestemming van de regulerende instanties – netinkomsten ook meenemen in de berekening van de nettarieven,³⁶ die daardoor dus lager worden. Met andere woorden, waar de elektriciteitsconsument aan de ene kant méér moet betalen aan subsidies voor windmolenparken, zal dit in ieder geval deels gecompenseerd worden door lagere nettarieven.

Een belangrijke vraag hier is of, en zo ja, in hoeverre,

windparkeigenaren bovenop het bestaande subsidiemechanisme gecompenseerd moeten worden als zij hybride in plaats van radiaal zijn aangesloten. De meningen hierover zijn verdeeld.

3.2. Juridische overwegingen

Gezien de projecten die op relatief korte termijn uitgevoerd kunnen worden, is het belangrijk dat de invoering van het kleine-biedzones-systeem snel kan worden gerealiseerd. De procedures om biedzones te herzien staan al opgenomen in de Verordening en de onderliggende EU Netwerkkodes.³⁷ Wanneer de kuststaten dit systeem steunen, kan het op relatief korte termijn worden ingevoerd.³⁸ Het systeem past ook goed bij de principes van het Europese energierecht, namelijk dat grensoverschrijdende handel gestimuleerd wordt en dat de markt de elektriciteitsprijs bepaalt. Bovendien stelt het Europese recht dat biedzones zo moeten worden afgebakend dat er binnen een biedzone in principe geen structurele congestie plaatsvindt.³⁹ Wat dat betreft zou het eigenlijk gek zijn om een windmolenpark op een hybride kabel aan te sluiten zónder dat daar een andere biedzone is: er is daar immers structureel congestie te verwachten.

Met de invoering van kleine biedzones kunnen de capaciteitsregels van E-Verordening art 16(4) en (8) worden gehandhaafd voor hybride verbindingen. De nadelige gevolgen van windparkeigenaren met een aansluiting op een hybride verbinding gelden nog steeds. De hiervoor genoemde inkomenseffecten worden niet opgelost. De discussie over de compensatie hiervoor is zoals hierboven benoemd nog gaande. Daarnaast is het belangrijk om te kijken naar de verdere positieve en negatieve neveneffecten van invoering van kleine biedzones op zee.

3.3. Neveneffecten

Bij de introductie van een nieuw biedzonemodel komen enkele andere zaken naar voren waar specifiek aandacht voor moet zijn, zoals liquiditeitseffecten in de kleine biedzones, het effect van 'overplanting' en lokale effecten op opslag en conversie. Die effecten worden in deze paragraaf verder uitgewerkt, met de opmerking dat nog niet alle effecten volledig uitgekristalliseerd zijn en er op dit vlak nog veel onderzoek plaatsvindt.

30. Voor North Sea Wind Power Hub zou men uiteindelijk willen uitkomen op aansluitingen met vier/vijf kuststaten. Wanneer het kleine-biedzones-systeem op grote schaal geïmplementeerd wordt kan het ook nog voorkomen dat een biedzone aangesloten wordt op een andere (offshore) kleine biedzone.
31. Zie voetnoten 5 en 6.
32. Afry, 'Market Setup Impact on Price Dynamics and Income Distribution', 8.10.2020, in opdracht van North Sea Wind Power Hub, p. 14. Zie ook PROMOTioN Final Deployment Plan 2020, p. 211.
33. Afry (2020), p. 14; PROMOTioN (2020), p. 211 en verder.

34. Verordening 2019/943, art. 19(1).
35. Verordening 2019/943, art. 19(2).
36. *Ibid.*, art. 19(3).
37. Verordening 2019/943, art. 14.
38. In de herzieningsprocedure van onshore biedzones blijkt dat dit niet alleen een juridische en economische kwestie is maar ook vooral een politieke. Zie bijvoorbeeld ENTSO-E, 'Bidding Zone Review Central Europe, Annex 1: Considerations on Bidding Zone Review Region "Central Europe" Bidding Zone Configurations' Oct 2019, p. 26.
39. Verordening 2019/943, art. 14(1).

Ten eerste is het belangrijk om markteffecten niet alleen te beoordelen op de algemene 'day ahead' markt, maar om ook te kijken naar andere markten waarop windparken actief zijn, zoals de termijnmarkt en de onbalansmarkt. Windparken hebben de behoefte om het risico op lagere elektriciteitsprijzen in de toekomst af te dekken door een deel van de in de toekomst te produceren elektriciteit te verhandelen via termijnmarkten.⁴⁰ Met kleine biedzones bestaat het risico dat deze markten niet liquide genoeg meer zijn om de risico's afdoende af te dekken.⁴¹ Daarom is het belangrijk om te bezien of er aanvullende financiële producten nodig zijn en of er bepaalde regels gewijzigd moeten worden in de huidige Netwerkcode.⁴² Net als op de termijnmarkt moet ook op de (on)balansmarkt gekeken worden of er in de kleine biedzones voldoende liquiditeit is, en of hier marktaanpassingen nodig zijn om windparken in kleine biedzones ook de mogelijkheid te geven fluctuaties in actuele opbrengst vergeleken met voorspelde opbrengst op te vangen.

Een tweede specifiek effect betreft het zogenaamde "overplanten" van windmolenparken; op een aansluiting van 700 MW mag een windparkontwikkelaar in de Nederlandse EEZ tot 760 MW aan geïnstalleerd vermogen plaatsen.⁴³ Dit is vanuit maatschappelijk oogpunt wenselijk, omdat de piek van het vermogen bijna nooit gehaald wordt⁴⁴ en de kabel hierdoor de rest van het jaar voor een groter percentage gebruikt wordt, omdat het geïnstalleerd vermogen hoger is. In een radiale situatie betekent dit dat een windpark niet meer dan 700 MW naar de kust kan sturen. In een hybride situatie zou een windpark echter beide richtingen stroom kunnen leveren. Er treedt echter een ongewenst effect op wanneer er zo veel capaciteit aan windmolens wordt aangesloten dat er in geen enkele richting meer capaciteit is om de elektriciteit te vervoeren. Dan zal de elektriciteitsprijs hard naar beneden gaan, omdat de prijs wordt bepaald door de marginale waarde van de laatste extra toegevoegde kWh. Zolang er maar één windmolenpark is aangesloten, is dat niet problematisch. De windparkeigenaar kan er immers zelf voor kiezen om niet meer windenergie aan te bieden dan er capaciteit op de kabels beschikbaar is. Als er meerdere windparken van verschillende eigenaars in één biedzone zitten is het lastig: als de windparkeigenaren samen besluiten de productie te verminderen om

binnen de kabelcapaciteit te blijven, dan is er sprake van strijd met het Europese mededingingsrecht.⁴⁵ Dit kan opgelost worden door te zorgen dat de opgetelde aansluitcapaciteit van de windmolenparken de transmissiecapaciteit niet overstijgt. Dat windmolenparken áchter de aansluiting wel 'overplanten' is dan niet erg, ze kunnen immers niet meer leveren dan wat hun aansluiting bepaalt. Tegelijkertijd zou een (fysieke) beperking van de aansluitcapaciteit van windmolenparken in bepaalde situaties wel zonde zijn: als een naburig windmolenpark bijvoorbeeld een deel van de windmolens buiten bedrijf heeft vanwege gepland onderhoud, of vanwege gefaseerde aanleg, dan kan de ongebruikte transmissiecapaciteit niet gebruikt worden door een ander windmolenpark in dezelfde zone dat wel op volle kracht produceert. Het zou dus interessant zijn als 'overplanten' wel mogelijk is, en de aansluitcapaciteit van de windmolenparken niet zozeer fysiek beperkt wordt maar op een andere manier, meer dynamisch. Dan zou overgebleven transmissiecapaciteit wel onderling doorgeschoven kunnen worden binnen een zone en wordt het geïnstalleerde vermogen optimaal benut.

Een derde effect van de introductie van kleine biedzones is dat het een positieve invloed heeft op de ontwikkeling van energieopslag en -conversie op zee. Dit kan als volgt verklaard worden. De prijs in de biedzone reflecteert de lokale overvloed of schaarste aan elektriciteit. Bij overvloed is er een prijsprikkel voor opslag en conversie. In de huidige situatie (gebaseerd op de nationale biedzones) kan economisch gezien nog steeds vraag zijn naar elektriciteit (en dus méér productie) terwijl die productie helemaal niet naar de plaats van consumptie getransporteerd kan worden vanwege netcongestie. Dat zal ertoe leiden dat een netbeheerder de windparken op zee afschakelt en uiteindelijk de consument opdraait voor de vergoeding voor deze *redispatch*. Als de lokale prijs wel lokale schaarste of overvloed reflecteert, dan daagt dat partijen, zowel de windparkontwikkelaars als derden, uit op het gebied van lokale energieopslag en -conversie op zee.⁴⁶ De mate van innovatie op dit gebied is natuurlijk wel afhankelijk van de verdere uitwerking van het marktmodel en vooral in hoeverre de windparkeigenaren al op een andere manier beschermd worden tegen prijs-

40. Dit zijn zogenaamde 'future' contracten om een vastgestelde hoeveelheid elektriciteit te leveren in de toekomst, bijvoorbeeld een maand, kwartaal of jaar vooruit.

41. A. Laur, G. Küpper (Engie/Tractebel), ASSET Study on 'Smaller bidding zones in European power markets: liquidity considerations', Study commissioned by the European Commission, Nov 2020, available at <https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2021/05/05-2021-20210330-ASSET-Liquidity-in-small-bidding-zones-final-report.pdf>, p. 33.

42. Laur, Küpper (2020), p. 33-37, doen daar verschillende voorstellen voor, zoals het uifaseren van fysieke transmissierechten (in plaats daarvan alleen nog financiële transmissierechten) en andere inrichting van langetermijncapaciteitsveilingen en -markten. De relevante netwerkcode is Verordening 2016/1719 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoeiwijzing op

de langere termijn (forward capacity allocation), OJ L 259/42.

43. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 'Ontwikkelkader windenergie op zee' vastgesteld in de Ministerraad van 20 mei 2020, p. 20.

44. Dit in verband met het feit dat de maximale capaciteit alleen gehaald wordt als het heel hard waait, en alle windmolens in bedrijf zijn (zonder reparaties/gepland onderhoud).

45. Een afspraak tussen bedrijven om de productie te verminderen is tegen het kartelverbod van art. 101 VWEU.

46. Er zijn ontwikkelingen op dit gebied, zowel als onderdeel van de windmolens zelf, als via een aparte installatie naast het windmolenpark. Zie o.a. Navigant, 'Integration Routes North Sea Offshore Wind 2050', 17.4.2020, in opdracht van het North Sea Wind Power Hub consortium.

schommelingen (voldoende liquide termijnmarkt of via subsidies).

4. Conclusie

De Noordzeelanden hebben aanzienlijke ambities voor windenergie op zee. Een deel van deze parken kan het meest kosteneffectief worden aangesloten door middel van hybride verbindingen. Het huidige regelgevende kader daarvoor levert echter problemen op, die op een pragmatische manier moeten worden benaderd. Het opteren voor een uitzonderingspositie per project kan maar levert een spinnenweb aan verschillende marktsituaties en regels op. Het komt de eenheid van het energierecht niet ten goede en is niet goed schaalbaar naar een offshore elektriciteitsnet. Het aanpassen van de problematische aspecten van de E-Verordening biedt geen oplossing op korte termijn. Het invoeren van een nieuw biedzonesysteem gebaseerd op kleine zones in plaats van de veel grotere, nationaal-georiënteerde biedzones biedt een interessante mogelijk-

heid. Dit systeem kan vrij snel worden ingevoerd, is in lijn met de principes van EU-recht en is, in tegenstelling tot individuele uitzonderingen voor elk project, op te schalen wanneer er meer hybride projecten of zelfs een Noordzeenet gerealiseerd worden. Het vergt echter wel een flinke aanpassing in de businesscase van windparken op zee. De verdeling van inkomen tussen netbeheerder en windmolenparkeigenaar is bij kleine biedzones anders, ten gunste van de netbeheerder en ten nadele van de windparkeigenaar. Bovendien zijn er nog praktische zaken om op te lossen, zoals bijvoorbeeld voldoende liquiditeit in de termijnmarkten. Tegelijkertijd is het een interessante optie omdat de differentiatie van prijzen leidt tot lokale signalen voor bijvoorbeeld energieopslag en -conversie, wat bijdraagt aan de stabilisatie van de elektriciteitsprijs. De invoering van het kleine biedzones-systeem helpt om op korte termijn hybride projecten mogelijk te maken en draagt daarmee bij aan een hogere kabelbenutting ten opzichte van de radiale manier van aansluiting en dus een meer kostenefficiënte uitbreiding van het net op zee.